

Библиографический список

1. Спасский Б.А. Учет верхней части разреза в сейсморазведке. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1990.
2. Тальвирский Д. Б., Матвиевская Н.Д. и др. Геологическая эффективность сейсморазведки при поисках нефтегазоносных структур// Разведочная геофизика: Обзор/ ВИЭМС. М., 1988. Вып. 9.

Получено 21.01.99

УДК 553.8

Е. Л. Колесникова
(Пермский государственный технический университет)

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ СОВМЕСТНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТОВ НА ИХ ВЫРАБОТКУ

Приведены результаты оценки степени охвата пластов башкиро-серпуховской залежи Осинского месторождения процессом разработки. Выявлено значительное влияние неоднородности пластов на степень выработки залежи.

Опыт разработки многопластовых нефтяных месторождений показывает, что по ряду геологических и технологических причин происходит неравномерная выработка запасов пластов. Проблема такого рода существует и для башкиро-серпуховской залежи Осинского месторождения. Работа пяти продуктивных пластов (Бш0, Бш1, Бш2, Бш3, Срп) этой залежи при различных комбинациях их вскрытия анализировалась по трем характеристикам (по аналогии с работой Р. Н. Дияшева*), позволяющим выявить вышеупомянутые причины:

- распределению притока жидкости и приемистости воды ($O_{ж}$) по интервалам в процентах;
- значениям коэффициента действующей толщины (КДТ) пластов, представляющим из себя отношение работающей толщины пласта к эффективной перфорированной;
- отношению числа неработающих пластов (n) к общему количеству пластов (M), вскрытых перфорацией, характеризующему «число отказов пластов при их совместной работе».

* Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. М.: Недрa, 1984.

В результате проведенного нами анализа выяснено:

1. Распределение притока жидкости в добывающих и закачки воды в нагнетательных скважинах по интервалам в процентах полностью пропорционально значениям гидропроводности пластов.

2. При увеличении числа совместно эксплуатируемых пластов процент притока и приемистости более продуктивного пласта (Бш2) растет, а менее продуктивных – падает (табл. 1), то есть пласт Бш2 подавляет работу пластов Бш0, Бш1, Бш3, Срп.

3. Как для добывающих, так и для нагнетательных скважин наблюдается уменьшение относительного коэффициента охвата группы пластов по толщине (КДТ) процессом выработки с ростом количества совместно вовлеченных в разработку пластов (табл. 2). Причем для добывающих скважин это уменьшение более интенсивно, что связано, по-видимому, с тем, что в зоне отбора пластовые давления имеют более низкие значения, чем в зоне нагнетания и каждое последующее подключение очередного пласта более негативно сказывается на работе эксплуатационного объекта в целом.

Таблица 1
Распределение притока жидкости (закачки воды) $Q_{ж}$ по интервалам (в %) при различном количестве объединенных пластов

Характеристика	$Q_{ж}$, %			
	3	4	5	Средн. зн.
В целом по залежи	100	100	100	100
Бш0	20,1 (21,5)	8,0 (17,5)	6,6 (8,0)	10,4 (14,5)
Бш1	38,5 (41,2)	25,0 (27,7)	15,5 (17,0)	23,6 (26,4)
Бш2	41,4 (37,3)	55,4 (48,5)	51,8 (56,9)	44,4 (44,0)
Бш3	---	11,6 (6,3)	15,4 (10,0)	12,1 (7,6)
Срп	---	---	10,7 (8,1)	9,5 (7,5)

Таблица 2
Значения КДТ пластов и залежи в целом при различном количестве объединенных пластов для добывающих (нагнетательных) скважин

Характеристика	КДТ, %			
	3	4	5	Средн. зн.
В целом по залежи	56,7 (52,6)	51,3 (50,0)	34,6 (45,1)	47,5 (49,2)
Бш0	41,9 (92,0)	55,9 (112,9)	21,2 (57,3)	39,7 (87,4)
Бш1	55,4 (66,6)	94,1 (70,1)	55,1 (73,1)	68,2 (69,9)
Бш2	34,3 (32,3)	45,3 (46,3)	40,1 (61,4)	39,9 (46,7)
Бш3	---	26,7 (16,7)	43,4 (63,6)	35,1 (40,2)
Срп	---	---	16,2 (16,3)	16,2 (16,25)

4. В добывающих скважинах значения КДТ в каждом из совместно эксплуатируемых пластов ниже, чем в нагнетательных. Возможно, такое соотношение КДТ в добывающих и нагнетательных скважинах обусловлено тем, что при существующих расстояниях между зонами закачки и отбора существующие перепады давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин недостаточны для обеспечения фильтрации жидкости по малопроницаемым коллекторам. Поэтому происходит прекращение фильтрации и уменьшение работающей толщины в добывающих скважинах.

5. Наибольшие значения КДТ наблюдаются в пласте Бш1 – 68,2 % в добывающих скважинах и в пласте Бш0 - 87,4% в нагнетательных скважинах. Самые низкие значения КДТ отмечаются в пласте Срп - соответственно 16,2 % и 16,3 %. Отсюда вывод, что даже высокопроницаемые пласты (Бш2) охватываются выработкой не полностью (39,9-46,7 %) - пласт Бш2 характеризуется самым большим коэффициентом расчлененности – 8,485 д.ед.

6. Отношение числа неработающих пластов к общему числу пластов, вскрытых перфорацией, минимально для Бш2 и составляет 0,18 в нагнетательных и 0,19 в добывающих скважинах, максимально - в нагнетательных скважинах для Бш3 и Срп и в добывающих скважинах для Бш0 и Срп, и достигает значений 0,62 - 0,77 (табл. 3). Такое распределение n/N соответствует распределению фильтрационно-емкостных свойств пластов, в частности, пористости и проницаемости. И хотя пласт Бш2 наиболее расчленен, число неработающих пластов для него минимально, так как при равных условиях движение жидкости наиболее вероятно в нем, как наиболее проницаемом.

Таблица 3

Отношение числа неработающих пластов n к общему количеству пластов N , вскрытых перфорацией в добывающих (нагнетательных) скважинах

Характеристика	n/N , д.ед.			
	3	4	5	Средн. зн.
В целом по залежи	0,04 (0)	0 (0)	0 (0)	0,01 (0)
Бш0	0,56 (0,53)	0,57 (0,3)	0,73 (0,53)	0,62 (0,45)
Бш1	0,26 (0,24)	0,22 (0,15)	0,41 (0,21)	0,3 (0,2)
Бш2	0,36 (0,4)	0,13 (0,08)	0,07 (0,06)	0,19 (0,18)
Бш3	---	0,64 (0,84)	0,48 (0,7)	0,55 (0,77)
Срп	---	---	0,64 (0,72)	0,64 (0,72)

7. Наблюдается уменьшение n/N для Бш2 по мере увеличения числа совместно работающих пластов, в то время как для других пластов такой

тенденции не прослеживается, возможен даже рост n/N - налицо факт того, что чем крупнее (по числу пластов) эксплуатационный объект, тем «лучше» относительно других пластов работает пласт с более хорошими ФЕС.

Проведенный анализ показал, что неравномерная выработка запасов пластов Осинского месторождения связана, главным образом, с неоднородностью геологического строения залежи, обусловленной особенностями осадконакопления.

Получено 29.01.99

УДК 553.8

В. А. Пономарев (РАО «Газпром»)

ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ

Разработана технология испытания пластов, основанная на результатах гидродинамического моделирования и учитывающая особенности залежей и насыщающих углеводородных систем в ачимовских отложениях.

Гидродинамическое моделирование вариантов испытания ачимовских залежей и обобщение фактических данных показало, что применяемая технология не позволяет получить достоверные сведения о фильтрационно-емкостной и газоконденсатной характеристике залежей ачимовских отложений.

На основании результатов гидродинамического моделирования разработана технология испытания, учитывающая особенности существования залежей ачимовских отложений и сложный характер насыщающих их углеводородных систем. Характер строения коллекторов ачимовских отложений и сложное фазовое состояние насыщающих углеводородных смесей требует, чтобы объекты опробования осваивались при сохранении равновесных условий.

Равновесные условия освоения обеспечиваются плавным снижением противодавления на пласт путем последовательной замены жидкости, заполняющей ствол скважины при вторичном вскрытии пласта, заменяют на воду, а затем воду заменяют на углеводородную жидкость, при этом предпочтительнее использовать конденсат. Плавное снижение противодавления на пласт в процессе замены жидкости в стволе скважины обеспечивается регулированием давления на устье скважины. После замены глинистого раствора на воду давление на устье скважины поддерживают равным 20,0 – 25,0 МПа при постоянной циркулируемой промывке скважины. Постепенно снижая давление на устье, заменяют воду на углеводородную